

CONCEPTO DE AREA DE INFLUENCIA EN LAS SERVIDUMBRES DE PASO DE ENERGIA ELECTRICA

EUGENIO EVANS ESPÍNEIRA

Profesor de Derecho Administrativo Económico

La Ley General de Servicios Eléctricos contenida en el D.F.L. N° 1 de Minería de 1982 y su reglamento (D.S. N° 327 del 12 de diciembre de 1997) consagran la regulación del uso que terceros, distintos del propietario, quieran hacer de las instalaciones eléctricas necesarias para el paso de la energía eléctrica. En concreto, la normativa se concentra en los artículos 51 al 51 G de la ley, preceptos que se reglamentan, especialmente, en los artículos 84 y 274 del D.S. N° 327.

Las características principales del sistema ideado por la ley en estas materias pueden sintetizarse de la manera que sigue:

a) El propietario de las instalaciones debe permitir el uso que terceros quieran imponer sobre ellas. Tal obligación solo es exigible en caso que las líneas y postes en que consisten tales instalaciones hagan uso de las servidumbres legales a que se refiere el artículo 50 de la ley o usen bienes nacionales de uso público en su trazado;

b) El propietario tiene derecho a recibir la correspondiente indemnización por el uso que el tercero pueda imponerle sobre sus instalaciones;

c) Tal indemnización puede ser convenida en forma directa entre las partes o bien es determinada por el Tribunal Arbitral que consagra el artículo 51 G de la ley.

Util es tener presente, y en un primer análisis, que la legislación eléctrica chilena fue de las primeras que se representó el propósito de establecer un ordenamiento tarifario para el sector de transmisión. En ausencia de expe-

riencias previas en la materia, el régimen tarifario de la transmisión eléctrica ha sido objeto de una evolución legislativa y reglamentaria especialmente intensa. La principal innovación fue introducida en la materia por la Ley N° 18.922 que incorporó al D.F.L. N° 1 siete disposiciones relativas a la remuneración de la transmisión, entre las que cabe destacar las referidas a peajes básicos y a su criterio de fijación o establecimiento, esto es, las áreas de influencia. La ley, sin embargo, no consagró definiciones precisas sobre qué debía entenderse por área de influencia y con ello el ámbito de los peajes básicos, sino que recurrió a conceptos indeterminados cuya definición más precisa corresponde, naturalmente, a los tribunales arbitrales que consagra el ordenamiento eléctrico (art. 51 G).

La Ley N° 18.922 estableció la distinción entre peajes básicos, que son los que se devengan al interior del área de influencia de una central generadora y los peajes adicionales que deben ser pagados por el generador por los retiros de potencia y energía que se realicen en nudos ubicados fuera de los límites de la señalada área. La definición de un área de influencia tuvo por finalidad hacer que los generadores tuvieran que contribuir al financiamiento de las líneas que resultaren afectadas físicamente por sus inyecciones de energía y potencia, sin consideración alguna de si es que el generador efectúa o no retiros, aun cuando la calificación de instalaciones como pertenecientes al área de influencia le otorga *per se*, a ese generador, el derecho a efectuar los señalados retiros.

Así, la ley consagró un sistema diferenciado de remuneración de las instalaciones de transmisión por parte de los generadores, a saber, aquellas que se ubican dentro del área de influencia están sujetas al pago de peajes básicos, los que se pagan a todo evento, y aquellas que se ubican fuera del área de influencia están sujetas a peaje adicional en la medida que el generador efectúe retiros en los nudos respectivos.

Pero, y como se señaló, el legislador dejó abierta a un desarrollo posterior la definición de lo que cabía entenderse por área de influencia, ello al recurrir a conceptos indeterminados de instalaciones "directa y necesariamente" afectadas por las inyecciones de una central generadora (art. 51 B, inciso 20). El reglamento, en parte, se hizo cargo del mandato legislativo y en su artículo 84 inciso segundo dispuso que "son directa y necesariamente afectadas el conjunto mínimo de instalaciones que permiten conectar una central con la subestación de energía más próxima. Para estos efectos, las subestaciones básicas de energía son aquellas definidas en el artículo 274". Este artículo 274 a su vez, encomienda a la Comisión Nacional de Energía determinar la señalada subestación básica considerando determinados elementos, entre ellos, "la localización de las centrales que operan marginalmente", el que resulta importante respecto de lo que se señalará más adelante.

Sin embargo, son los tribunales arbitrales los que han dado las mejores señales para precisar las áreas de influencia de las centrales generadoras. Cabe destacar la metodología de las participaciones marginales establecida en la sentencia dictada en el juicio arbitral seguido entre Endesa y Colbún el año 1991, la cual identificó tramos del Sistema Interconectado Central (SIC) en que los flujos de energía experimentan un incremento o una disminución producto de una variación en la potencia inyectada por las centrales de generación. Tal metodología, en su aplicación práctica, considera que las instalaciones de transmisión se ven directamente afectadas por la inyección de energía de la central cuando su participación marginal en dicho tramo es significativa (por ejemplo, de un 10% o más). El cálculo se hace para todas las condiciones hidrológicas, considerando los 40 años hidrológicos de la estadística existente, y para cada tramo del SIC se calcula el promedio de las participaciones marginales de la respectiva central, agrupando los

años en tres clases hidrológicas, a saber, húmeda, media y seca. El área de influencia determinada para cada central según las participaciones marginales por clase hidrológica.

Dicho de otra manera, el método a que llegó el tribunal arbitral atiende a los efectos que tiene en el sistema de transmisión la agregación de una unidad adicional de capacidad o inyección de una central generadora. En circunstancias que el sistema eléctrico funciona sobre la base de un principio de despacho económico (en que primero son despachadas las centrales de menores costos de producción; por lo general las hidráulicas), hasta llegar al nivel requerido de generación total, tales participaciones marginales deben ser medidas para el tramo que corre entre la central respectiva y el nudo o subestación en que inyecta la central que resultaría desplazada si aquella agregara una unidad adicional de capacidad o de inyección. Ello es consecuencia de que en razón de las reglas de operación del sistema la unidad adicional producida por la central en cuestión provoca el efecto de disminuir en la misma cantidad la generación de la central marginal que, por esencia, es la que produce energía al mayor costo entre todas las llamadas a producir energía eléctrica en un momento dado. Así, la participación marginal expresa la frecuencia con que una instalación de transmisión es afectada por esa inyección adicional de la central respectiva y tal frecuencia, a su turno, estará determinada por las veces en que opera como central marginal del sistema una unidad generadora ubicada en el extremo de las respectivas instalaciones de transmisión.

Utilizando el criterio de participaciones marginales adoptado en 1991, un nuevo Tribunal Arbitral en 1999 distinguió criterios físicos y económicos para definir áreas de influencia de centrales generadoras que operan en el SIC.

Sostuvo que desde el punto de vista de la ingeniería eléctrica, la energía proveniente de una central está presente en todo el sistema. Por tal motivo, el área de influencia no puede ser definida como cualquiera afectación física, pues con ello se vulneraría la norma que establece la limitación de que se trata de instalaciones directa y necesariamente afectadas (art. 51 B, inc 2º).

Sin embargo, resulta claro que la energía que produce cada nueva central desplaza energías generadas por centrales cuyo costo de generación es mayor, o bien incrementa la seguri-

dad de suministro del sistema, reduciendo las energías no suministradas en condiciones críticas de abastecimiento, como por ejemplo sequía, en el caso específico del SIC. Entonces, el área de influencia, o la parte del sistema de transmisión que será afectada por la conexión de la central será la comprendida entre el punto de conexión y el punto o zona del sistema que recibía la energía de aquellas centrales cuya generación será desplazada, por cuanto la energía de la nueva central fluirá hacia dicha zona produciendo un incremento del flujo de energía previamente existente para llegar hasta allí.

Tal criterio físico debe contrastarse con consideraciones de índole económica, porque el nivel relevante de afectación también es dependiente de los beneficios que obtiene el generador de las instalaciones de transmisión. El valor económico de la energía producida por la central que se conecta al sistema está determinado por el costo variable de la central marginal que es desplazada. En efecto, para que el propietario de la central pueda acceder a ese valor, debe llevar la energía de la central hasta el lugar donde ocurre el desplazamiento, para lo cual debe construir su propio sistema de transmisión o bien pagar los correspondientes peajes por el uso del sistema de terceros.

En conclusión, tanto desde el punto de vista físico como del económico, resulta evidente que no es indiferente al propietario de una central generadora estar conectado mediante un sistema de transmisión a las centrales que operan marginalmente en el sistema eléctrico. En

efecto, físicamente pues el desplazamiento de la central que opera marginalmente supone que la nueva central tenga capacidad de transmitir la energía que produce hasta el punto donde ocurre tal hecho, y económicamente desde el momento que es la central marginal la que permite valorizar la energía, la que establece el precio de mercado en las transacciones entre generadores en el marco del despacho económico que consagra la ley. A ese precio de costo marginal solo se puede acceder en la medida que existan las instalaciones de transmisión.

Ahora bien, tal central marginal puede no ser la misma si es que se ponderan diversas circunstancias y condiciones. Tales pueden ser las hidrológicas, las demandas del sistema, los costos de combustibles, etc. de las cuales depende la forma concreta que adopta el sistema de generación y transmisión. Incluso puede llegar a ocurrir que sean dos las centrales generadoras las que operen marginalmente, pues puede darse el caso que en dos puntos del sistema se obtenga un equilibrio en el despacho económico.

Lo expuesto es coincidente con la definición de los nudos o subestaciones de referencia que efectúa el Reglamento del D.F.L. N° 1 en su artículo 84. En efecto, en tales subestaciones se calcula el costo marginal esperado de la energía eléctrica para cada semestre en que se fijan los precios de nudo (generación-transporte) y, en su determinación se considera, entre otros elementos, la localización de las centrales que operan marginalmente (Regl.: art. 274 letra a.-).